



# Olja

## Tillgång och prisutveckling

EN FAKTARAPPORT INOM IVA-PROJEKTET ENERGIFRAMSYN SVERIGE I EUROPA

**Utgivare** Kungliga ingenjörsvetenskapsakademien, IVA

**Grafisk form** Stefan Lundström, Blue media AB

**Omslagsfoto** Øyvind Hagen, Statoil

**Tryck** Multitryck, Eskilstuna, 2002.

**För tryckning och distribution** ansvarar Statens energimyndighet.

**Rapporterna kan beställas** från Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna och via hemsidan [www.stem.se](http://www.stem.se)

# Innehåll

Sammanfattning .....	2
Oljans väg .....	3
Sverige och nordsjöområdet .....	4
Marknadsmönstret .....	4
Läget i nordsjöländerna .....	5
Bättre arbetsmetoder och utrustning .....	5
Mönstret för offshoreproduktion är globalt .....	5
Från råolja till naturgas .....	6
Världens oljemarknad .....	7
OPEC och non-OPEC .....	7
Marknadsmönstret .....	8
Oljebörsen .....	8
OPEC får stöd i omvärlden .....	9
Oljepriser och kostnader .....	10
Priset blir en avvägningsfråga .....	11
Oklar reservrapportering .....	11
»Reserver« styr produktionen på sikt .....	11
Oljepriser, reserver och kapacitet .....	12
Framtiden .....	13
Förutsättningar och verklighet.....	13
Reserverna kan ännu bara uppskattas .....	14
Utblick mot 2020 .....	15
Utblick mot 2050 .....	16
De internationella företagen fusionerar .....	16
Noter .....	18
Referenser .....	18
Kommentar av Marian Radetzki:	
Risk för politiskt utlöst kris på oljemarknaden .....	19

# Sammanfattning

1900-talet var »oljans århundrade«. Cirka 80 procent av världens energianvändning bygger på fossila bränslen. Oljeprodukter svarar för drygt hälften och kol och naturgas för resten. Oljeberoendet är störst inom transportsektorn. Störningar som minskar oljetillgången tenderar att driva upp oljepriserna och dämpa takten i världens ekonomiska utveckling

De senaste åren markerade en övergång från nära 30 år med ständig överkapacitet i råoljeledet till en knappare balans mellan tillgång och efterfrågan. Fortsatt ekonomisk tillväxt blir mer än hittills beroende av att kapaciteten för råoljaproduktion kan ökas i takt med efterfrågan. Ekonomiska modeller med traditionell uppräknings av oljebehoven i takt med ekonomisk tillväxt visar på växande framtida oljebehov under lång tid framåt. De största möjligheterna till större produktion av råolja – så snabbt och kraftigt som förefaller att behövas – finns i centrala Mellanöstern. Balansen i oljemarknaden är därför beroende av investeringar som ökar kapaciteten och leder till långsiktigt ökande export av råolja från Mellanöstern. Fokuseringen på Mellanöstern som centralt exportområde ökar riskerna för störningar.

Nordsjöländerna, med Norge i spetsen, har länge stått för en stor del av råolja-försörjningen till de raffinaderier som försörjer Sverige och norra Västeuropa med oljeprodukter. Råolja-produktionen i nordsjöregionen har de senaste åren nått sin hösta möjliga nivå och börjar nu avta. Kvaliteten på tillgängliga råolja kommer att försämrats och riskerna för störningar öka genom växande beroende av mer avlägsna och politiskt instabila områden.

Energiframsyn täcker in den tid då världen kommer att tvingas inleda en omställning till minskande tillgång på oljeprodukter som tillverkas av konventionella råolja. Det blir ett energihistoriskt trendbrott med stora konsekvenser. Under mer än hundra år har tendensen varit ständigt ökande oljeanvändning. Redan under de två första decennierna av den tidshorisont som Energiframsyn ska överblicka måste man räkna med ökande risker för tidvis knapphet, höga oljepriser och att allvarliga störningar kan inträffa. Mönstret markerar att det brådskar med åtgärder som minskar oljeberoendet.

**Denna rapport är skriven** av Gunnar Agfors med kommentarer av Marian Radetzki.

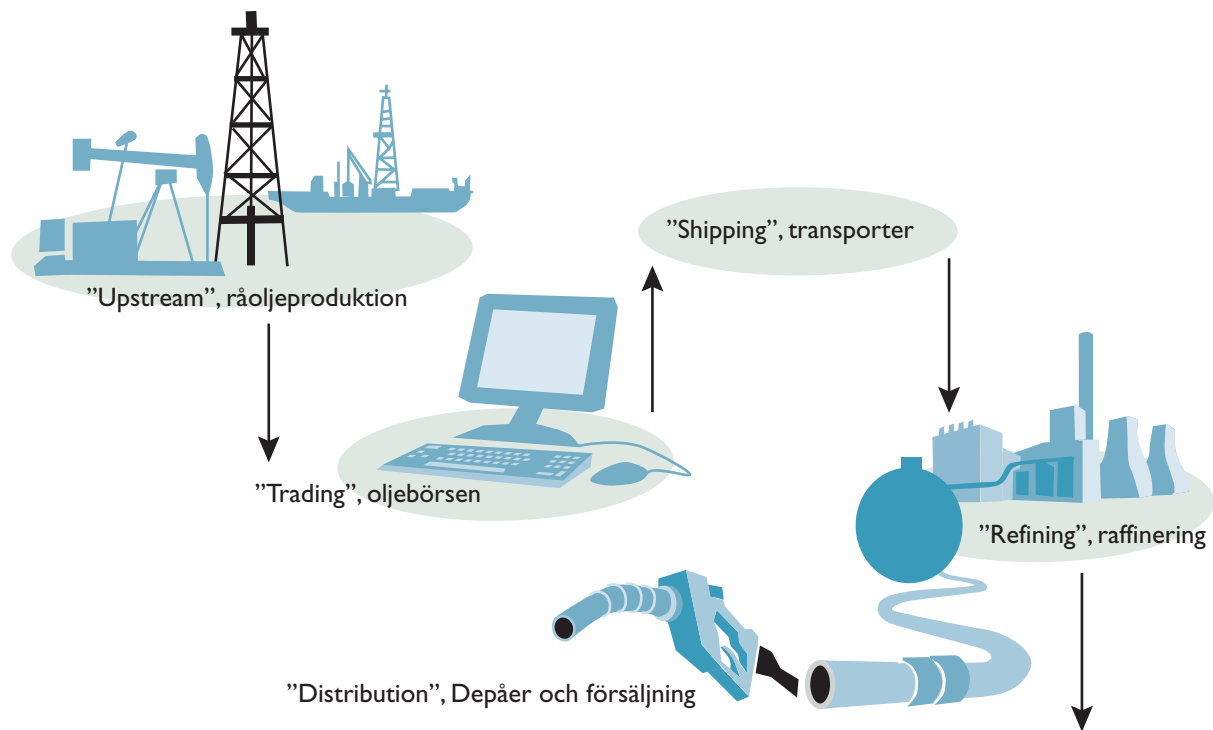
Synpunkter på rapporten har inhämtats via projektets hemsida.

Författarna är ansvariga för innehållet. Den kommentar av Norska oljedirektoratets chef, Gunnar Berge, som finns i rapporten »Gas och kol – tillgång och prisutveckling« är av intresse även i oljesammanhang.

Gunnar Agfors, seniorkonsult i olje- och naturgasfrågor, är ledamot av IVA avd. IV och har varit verksam i ledande befattningar inom svensk petrokemi- och oljeindustri sedan 1960-talet. Hans verksamhet de senaste 20 åren har främst gällt prospektering, utbyggnad av nya fyndigheter för produktion av olja och naturgas särskilt i Nordsjöområdet, varav de senaste tio åren för den finska Fortum-koncernen.

Marian Radetski är professor i nationalekonomi, Luleå tekniska universitet samt forskare vid SNS, Studieförbundet Näringsliv och Samhälle.

# Oljans väg



**Grunden för oljebranschen**, som är världens största energisektor, är råoljaproduktionen. Råoljorna hämtas upp ur jordskorpan och transporteras till raffinaderier där de omarbetas till produkter som bensin, dieselolja, flygfotogen eller eldningsolja. Produkterna når slutanvändarna via depåer och försäljningsställen för distribution. Priser och flöden på världsmarknaden för råolja, halvfabrikat och slutprodukter styrs till stor del över en internationell »olja».

I stort sett alla fynd av råolja har olika kvalitet. Denna översikt behandlar främst konventionella råolja. Mer tjockflytande råolja brukar kallas okonventionella. De innehåller som regel mer föroreningar, t ex svavel och tungmetaller, än konventionella råolja.

Råoljaproduktionen har länge fokuserats på konventionella råolja. Dessa ger bäst utbyte av

bensin och andra värdefulla produkter i äldre raffinaderier. Moderna processer kan omvandla även okonventionella råolja till högvärdiga slutprodukter, men detta kräver ombyggnader av raffinaderierna och höjer därtill deras energi- och råvaruförbrukning vilket medför ökade kostnader.

**Specialtyper**, som asfaltolja i Venezuela och tjärsanden i Kanada, kräver särskild utrustning för såväl utvinning som upparbetning. Även transport och raffinering ställer så stora krav på investeringar att dessa oljetyper endast långsamt får ökad betydelse.

Tidsramen för IVA:s Energiframsyn gör att denna översikt koncentreras till konventionella råolja. Det är de som avgör oljemarknadens utveckling inom de två närmaste decennierna och även de viktigaste förutsättningarna för perioden fram till 2050.

# Sverige och nordsjöområdet

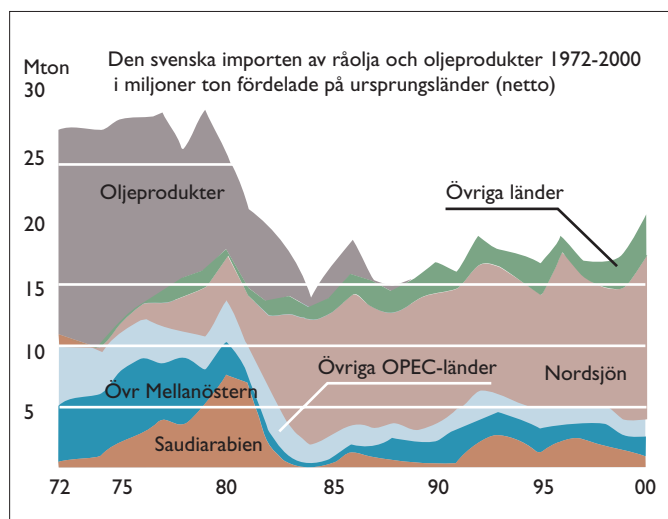
**Sveriges oljeförsörjning bygger på import. Nordsjöländerna, som i dag svarar för 65 procent av råoljan till de svenska raffinaderierna, kommer att börja minska sin produktion inom bara några år. Det gör att en växande andel råolja kommer att behöva hämtas från fyndigheter som inte bara är mer avlägsna utan även håller sämre kvalitet.**

Sverige saknar egna oljetillgångar<sup>1</sup>. Fram till 1980-talet var det svenska energisystemet till över 75 procent beroende av oljeprodukter, och eldningsolja stod för lejonparten av Sveriges totala import.

När stora delar av världens oljetillgångar nationaliserades på 1970-talet, stördes importen och priserna sköt i höjden. Därefter följde perioder av krig i några av Mellanösterns större oljeländer, vilket än tydligare visade att oljeförsörjningen är en sårbar del av energisystemet.

## MARKNADSMÖNSTRET

Efter folkomröstningen om kärnkraft 1980 startades ytterligare sex kärnkraftreaktorer. De gav utrymme för ökad eluppvärmning inom industrin



Sveriges oljeförsörjning 1972 – 2000. Källa: Energiläget 2001.

och bostadssektorn, varvid importen av råolja och oljeprodukter sjönk från 29,4 miljoner ton 1979 till 13,9 miljoner ton 1984. Nästan hela minskningen gällde eldningsolja. Sedan dess dominerar bensin, diesel och flygfotogen landets oljeanvändning, och dessa produkter står också för största delen av importökningen till nivån på cirka 15,5 miljoner ton år 2000.

Kapaciteten i de svenska raffinaderierna är större än behovet på den inhemska marknaden, och nettoexporten av oljeprodukter är därför drygt 5 miljoner ton per år. Oljeprodukterna är med sina 195 TWh den största posten i energibalansen. De motsvarade 33 procent av hela energianvändningen under år 2000<sup>2</sup>.

**Nordsjöregionen har blivit** största leveransområde för råolja till raffinaderier i Sverige och i grannländerna. Hög kvalitet, korta transporter och stabilitet i området har gett gynnsamma förutsättningar för denna »närförsörjning«. Under år 2000 bestod nära hälften, 47 procent, av hela råoljeimporten av norsk råolja medan de övriga nordsjöländerna svarade för ytterligare 18 procent.

**En ny fas** står för dörren: Nordsjöländernas produktion av råolja vänder från en ökning till en minskning före år 2010. Såväl Storbritannien som Danmark, som båda under en längre tid haft större råoljaexport än inhemska oljeanvändning, blir nettoköpare av råolja inom de närmaste tio åren. Även Norge, en av världsmarknadens tre största nettoexportörer av råolja, vänder inom de närmaste fem åren från ökande till minskande årliga uttag.

Samtidigt ökar antalet intressenter: Både EU och USA har nyligen infört skärpta miljökrav på oljeprodukter och de höga kvaliteterna på nordsjöljorna passar bra för de raffinaderier som vill skjuta på investeringarna för ny reningsutrustning.

För den svenska marknaden betyder detta dels att råoljan måste hämtas från mer avlägsna länder, dels att råoljekvaliteterna blir sämre. Raffinaderierna tvingas då till investeringar för att kunna behålla hög kvalitet på slutprodukterna.

Tillgång på naturgas och kondensat från naturgasutvinning blir viktig för raffinaderierna. Detta eftersom naturgas och naturgaskondensat som kompletterande råvaror underlättar uppgiften att uppfylla skärpta krav på slutprodukterna när tillgången på högvärdiga råoljor minskar.

### LÄGET I NORDSJÖLÄNDERNA

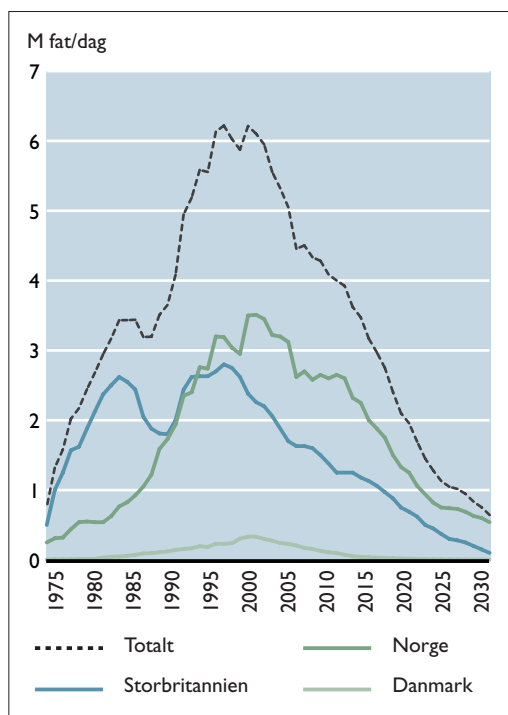
Under de senaste tjugofem åren har nordsjöländerna ständigt ökat sin produktion av råoljor. De största fynden gjordes tidigt och har nu varit i drift så länge att deras produktion avtar. Under de senaste femton åren har tillskotten av nya oljefynd blivit allt mindre och omkring 2005 kommer den totala årliga produktionen att ha nått sin högsta möjliga nivå. Produktionen faller sedan relativt snabbt, trots att en stor del av råoljereserverna fortfarande återstår.

**Mönstret är typiskt.** Försöker man driva upp uttagen när tecknen på uttömning börjat visa sig, förlorar man inom kort i kapacitet för löpande uttag och minskar samtidigt den totala mängd som kan produceras under fyndighetens hela livslängd. Omsvängningen till minskande råoljeproduktion blir definitiv och har relativt snabbt fallande årliga uttag i Storbritannien och Danmark. Norges stora kontinentalsockel har bättre förutsättningar för tillskott av nya fynd som kan dämpa takten i nedgången av råoljeexporten och samtidigt tillåta en ökande långsiktig naturgasexport.

Uppföljning och offentlig rapportering från nordsjöländerna är omfattande och prognoserna har stämt allt bättre i takt med att verksamheten mognat. Omslaget till minskande oljeproduktion, som nu aviseras av myndigheterna i nordsjöländerna, kommer att ändra förutsättningarna för oljeimporten till den svenska marknaden under den tidsperiod som projektet »Energiframsyn« ska överblicka.

### Nordsjöområdet råoljeproduktion.

Källor: Data (1998/99) Olje- og Energidepartementet, Norge; Danska Energistyrelsen, Danmark; Dept. of Energy and Trade, samt UKOOA (UK Offshore Operators Association), Storbritannien.



### BÄTTRE ARBETSMETODER OCH UTRUSTNING

Nordsjöländerna har varit ledande i den tekniska utvecklingen av utrustning och arbetsmetoder för olje- och naturgasutvinning. Resultaten är världens hittills snabbaste uppbyggnad<sup>3</sup> av en helt ny region för råolje- och naturgasproduktion. Särskilt har det under det senaste årtiondet visats goda exempel på bättre resursutnyttjande med hjälp av ny teknik i alla led av verksamheten.

### Mönstret för offshoreproduktion är globalt

Största tillskotten till världens samlade råoljeproduktion har de senaste årtiondena kommit från offshoreproduktion. Nordsjöländernas utveckling visar ett mönster som också gäller för andra offshoreområden. Kapaciteten för de högsta möjliga uttagen avgörs redan vid planeringen av plattformar och annan utrustning och kan sällan höjas markant sedan fältet satts i drift. Starka ekonomiska skäl finns att planera för hög produktionstakt, att utnyttja fältet så länge som möjligt och förkorta perioden med minskande produktion i den avslutande fasen då fältet slutligen töms. Mönstret i offshoreproduktionen blir därför en hög och relativt stabil produktionstakt fram till den punkt där en relativt snabb nedgång sätter in.

Hur mycket av råoljan som kan produceras jämfört med den totala mängd som från början fanns i fynden kallas utvinningsgrad. Internationell praxis var för bara något årtionde sedan en utvinningsgrad på 20–40 procent. Målet på norsk sockel sattes tidigt till att genomsnittet för samtliga fält ska nå över 50 procent. Utsikterna att nå så högt har minskat under de senaste åren. Kapaciteten avtar något snabbare än väntat i de stora fyndigheter som svarat för den största andelen av råoljan hittills. Det är också tveksamt om de investeringar som krävs för att nå alla tekniskt möjliga förbättringar kommer att genomföras i tid.

Både de redan säkrade resultaten och fortsatta förbättringar är inräknade i norrsjöländernas aktuella prognoser. Höjningarna under de senaste tio åren genom användning av ny teknik blir cirka 10 procent för de tio största fälten i Norge, som alla hade startats före 1991. För de mindre fynd som tillkommit senare har man redan räknat med de nya arbetsmetoderna och höjningarna i efterhand blir därför allt mindre.

## FRÅN RÅOLJA TILL NATURGAS

Prognoserna från norrsjöländerna baseras på noggrann uppföljning av alla led i verksamheten. Mönstret styrs av att de påvisade oljefynd som ännu inte byggs ut är relativt små.

I Storbritannien och Danmark finns få områden kvar som inte redan är grundligt undersökta. Norge har stora nordliga områden kvar att undersöka, inte minst i Barents Havs-regionen. I Norge har man länge markerat att verksamheten i oljesektorn nått ett moget stadium och förberett omställningen från oljeexport till naturgasexport som huvudsaklig långsiktig intäktskälla.

**I Sverige får** oljeförsörjningen anpassas till att den säkra och närbelägna oljeförsörjningen från grannländerna går mot mindre tillgång och ökande konkurrens. Storbritannien och Danmark blir nettoköpare i stället för nettoexportörer av råolja inom de närmaste tio åren. Situationen i resten av oljevärlden blir alltså allt viktigare för svensk energiförsörjning.



# Världens oljemarknad

**Vägen till oljans dominans som energiråvara har varit rik på växlingar. Råolja och oljeprodukter är den största varugruppen i internationell handel och som transporterad volym över världshaven. Oljeindustrin är också en av världens största industrisektorer. Kontroll över råoljeresurser är en maktfaktor som gör att »geopolitik« påverkar mycket av de internationella händelserna.**

De största oljeländerna i världen t ex Iran, Saudi-Arabien, Kuwait och andra länder i Mellanöstern, Afrika och Sydamerika ändrade hela oljebranschens struktur då de på 1970-talet nationaliserade sin oljesektor. De senaste årtiondena har råolja produktionen framför allt byggts ut i länder som inte berördes av nationaliseringarna (t ex i nordsjöområdet), eller där man tillåtit internationella företag att medverka i verksamheten under olika former av avtal (t ex i Venezuela, Mexico, Angola och Nigeria). En stor del av den nyare råolja kapaciteten i världen kommer från offshorefynd. Den kommer dock att nå ett stadium med omslag till minskande produktion inom de närmaste decennierna. Beroendet av växande export från Mellanösterns oljetillgångar ökar därför starkt.

I Mellanöstern dominerar sedan länge kända, mycket stora »onshorefynd« som normalt byggs ut och produceras i lägre takt och över längre tid än det mönster som gäller i offshoresektorn.

**Starten för att producera råolja som energiråvara i större skala kom för cirka 150 år sedan på flera håll i världen. Bilindustrins och flygets utveckling gjorde 1900-talet till »oljaens århundrade«.** Lätthanterade och koncentrerade oljeprodukter är en förutsättning för dagens transportindustri där bilar, flygplan och fartyg använder oljeprodukter som motorbränsle. Oljeprodukter kan också användas som råvara för att producera elektrisk kraft, värme, plaster, kemiprodukter, läkemedel samt för många

andra ändamål. Det som händer på oljemarknaden påverkar världsekonomin.

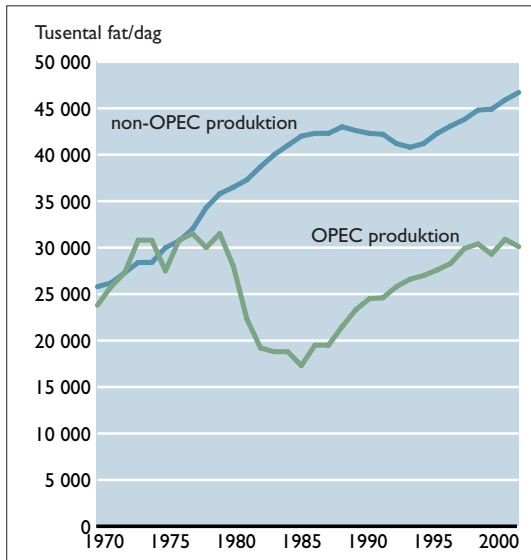
**Oljeförbrukningen** har de senaste årtiondena ökat snabbast i de nya industriländerna i Fjärran Östern, Kina och Stilla havsområdet. Även i de oljeproducerande länderna i Mellanöstern ökar efterfrågan snabbare än i västvärlden. Oljeanvändningen ökar också markant i utvecklingsländerna, men deras ekonomiska tillväxt bromsas tydligt upp av stigande oljepriser.

Flödena av råolja och oljeprodukter som transporteras mellan råoljaexportländerna i Mellanöstern och användarländerna i väst och i Asien växer i takt med ökande oljeanvändning.

## OPEC OCH NON-OPEC

60 procent av all råolja produceras i non-OPEC-länder. Här återfinns västländer som USA, Kanada, Norge, Storbritannien och Danmark. I gruppen ingår även t ex Ryssland, Mexiko och länder i Sydamerika och Afrika. Största produktionsökningen från denna grupp har de senaste decennierna kommit från offshorefyndigheter.<sup>4</sup> Alla non-OPEC-länder använder normalt hela sin kapacitet för råolja produktion fullt ut. Deras kostnader för investeringar och drift är i genomsnitt betydligt högre än i OPEC-länderna. Non-OPEC-länderna har nu mindre återstående möjligheter och betydligt högre kostnader för att öka produktionsnivån än de största länderna inom OPEC.

**40 procent av råolja** produceras av OPEC – en organisation för samarbete mellan elva oljeexporterande länder: Algeriet, Indonesien, Iran, Irak, Kuwait, Libyen, Nigeria, Qatar, Saudiarabien, Förenade Arabemiraten och Venezuela. Huvuddelen av råolja från OPEC-gruppen kommer från länderna kring Persiska viken. OPEC-länderna svarar för över 75 procent av världsmarknadens



**Olje-  
markna-  
dens två  
största ak-  
törer:  
OPEC och  
non-  
OPEC.  
Källa: EIA.**

nettoexport, dvs den del av hela marknaden som går till länder med större oljebehov än de kan möta med inhemsk produktion.

#### MARKNADSMÖNSTRET

OPEC-ländernas marknadsandel minskade kraftigt under den långvariga konjunktnerdgången på 1980-talet. Efter nationaliseringarna på 1970-talet har OPEC agerat som världsmarknadens

### Oljebörsen

Marknaderna för oljeprodukter är sammankopplade i en öppen, internationell »oljebörs«, som hanterar en stor del av prisbildningen mellan köpare och säljare av råolja och oljeprodukter. Den skapades på 1980-talet för att lösa problemen efter 70-talets nationaliseringar. Även de största internationella oljebolagen måste sedan de förlorat en stor del av sin råolja-produktion genom nationaliseringarna köpa en stor del av sin råolja från oljeländerna. Pris och fysiska flöden av oljeprodukter på världsmarknaden dirigeras därför till stor del av oljebörsens öppna information om priser, lagsituation och andra uppgifter som kan påverka marknadsläget.

Oljemarknaden liknar andra internationella råvaru- och finansmarknader. Huvuddelen av marknaden omfattar terminsnoteringar och optionskontrakt. Volymen i denna »pappersmarknad« är flera gånger större än de fysiska leveranserna av råolja och produkter.

Noteringarna domineras av kontrakt för omedelbara leveranser eller med någon månads giltighet. Priserna påverkas av händelser och bedömningar av den närmaste tidens utbud och efterfrågan. Stora och snabba prissvängningar är vanliga. Kapacitetsfrågor, produktionskostnader, minskande reserver eller andra långsiktiga frågor får ingen inverkan förrän de påverkar den löpande utvecklingen.

buffert, »swing producer«. Regleringen har skötts med ett kvotsystem. OPEC:s styrande organ har med växlande framgång försökt hålla uppe prisnivån genom att få medlemsländerna att inte utnyttja hela sin kapacitet för råolja-produktion.

Världens stigande oljebehov har därför de senaste tjugo åren till största delen kunnat mötas genom att gradvis öka uttagen från den redan utbyggda, »instängda«, kapacitet för råolja-produktion som fanns i OPEC-länderna efter deras förlust av marknadsandelar på 1980-talet. Den växande exporten från Mellanöstern har de senaste drygt 15 åren gått främst till USA och Asien med Västeuropa på tredje plats.

**OPEC-ländernas agerande** ledde från mitten på 1970-talet till en så hög prisnivå på oljemarknaden att den gav ekonomiska förutsättningar för en lönsam utbyggnad av de då nyligen gjorda fynden i Nordsjön och Alaska. Den högre prisnivån ledde också till att produktionen forcerades i Sovjetunionen, men – som det senare skulle visa sig – till priset av en snabb förlust av framtida kapacitet. Under de senaste femton åren har OPEC-ländernas marknadsandel på nytt börjat öka. Den överkapacitet de behövt hålla tillbaka med kvotsystemet har blivit allt mindre. Effekterna har blivit att hela oljemarknadens flexibilitet har minskat, vilket legat bakom de senaste årens höjda oljepriser,

**OPEC-gruppens roll** som buffert på oljemarknaden tog fastare form när oljepriserna föll ned mot USD 10 per fat under åren 1985–1986.

Intäkterna från oljeexporten är statsbudgetens största inkomstpост i OPEC-länderna. Kvotsystemet bygger på att OPEC sätter en övre gräns för hur mycket råolja medlemsländerna totalt bedöms kunna sälja utan att pressa ner oljepriserna. Den inbördes fördelningen mellan medlemsländerna styrs av kvoter, som anger den andel av hela OPEC-gruppens produktion ett visst land bör få producera. Kvoternas storlek avgjordes i sin tur av hur stora reserver de olika länderna uppgav sig ha då systemet infördes. Riktmärket för priset valdes så att inkomsterna från oljeexporten borde

kunna ge OPEC-länderna ekonomisk stabilitet. Under lång tid var målet att råoljepriserna på världsmarknaden borde ligga på USD 18 per fat för en »korg« av olika OPEC-råoljor.

**OPEC:s ständiga problem** 1986–1999 var de egna medlemmarnas brist på kvotdisciplin. De i förväg fastställda volymerna för hela OPEC-gruppens produktion stämde inte överens med marknadens efterfrågan. Medlemsländerna överskred också mer eller mindre ständigt sina tilldelade kvotandelar för att försöka nå tillräckliga intäkter.

Vad som låg bakom prispressen från 1980-talets mitt fram till mars 1999 var därför inte bara konkurrens mellan de två »marknadsblocken«, OPEC och non-OPEC, utan väl så mycket de olika aktörernas inbördes konkurrens. Bättre balans mellan marknadens efterfrågan och tillgången på fungerande råoljekapacitet har de senaste åren skapat nya förutsättningar för OPEC-länderna. Från våren 1999 visade de sig kunna styra prisnivån på världsmarknaden genom mindre justeringar av sin produktion.

**Prisfallen 1997–1998** ned mot USD 10 per fat ledde till akuta ekonomiska och politiska problem inom både OPEC-länderna och andra större exportländer som Mexiko och Ryssland.

Under de föregående drygt tio åren hade OPEC-länderna tvingats till ökande internationell upplåning för att täcka sina löpande statliga utgifter. Att oljeintäkterna minskade då oljepriserna föll utlöste krav på nedskärningar av utgifter till försvar, investeringar i infrastruktur och – inte minst – av sociala åtaganden. Behoven av nedskärningar 1997–1998 gällde i de större exportländerna 30–40 procent av statsbudgeten. Investeringar i och underhåll av oljeanläggningar stoppades och åtgärder som behövdes för att på sikt inte förlora kapacitet och reserver ställdes på framtiden. De låga oljepriserna 1997–1998 blev ett hot mot den politiska stabiliteten i flera oljeländer.

#### OPEC FÅR STÖD I OMVÄRLDEN

Avtal om att minska det totala utbudet träffades i

**Priser i USD för OPEC:s råoljor, 1970 till 2000.**  
Källa: EIA.

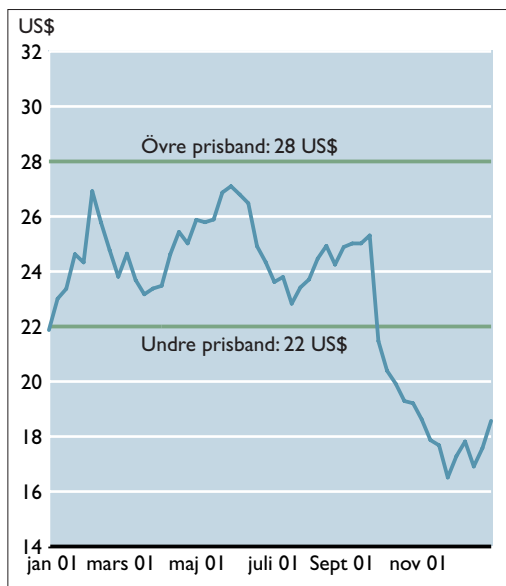


början av 1999 inte enbart mellan OPEC-länderna, utan omfattade för första gången i »modern oljehistoria« också fyra exportländer utanför OPEC, nämligen Mexiko, Norge, Ryssland och Oman. Att man formellt lyckades ena OPEC och större oljexportörer utanför medlemskretsen fick stort genomslag. Priserna på de internationella marknaderna steg från nivån USD 10 per fat till över USD 30 per fat

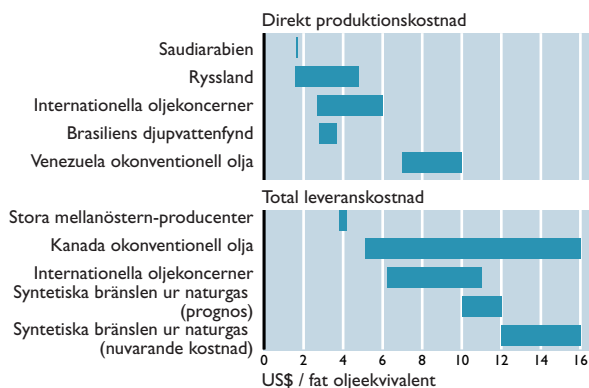
OPEC:s inriktning var från hösten 1999 att hålla prisnivån inom ett »prisband« mellan som lägst USD 22 och som högst USD 28 per fat med sikte på ett genomsnitt av USD 25 per fat. Fram till konjunkturavmattningen i början av 2001 höll OPEC:s styrning av utbudet i stort sett priserna inom prisbandet.

Den stora prisökningen 1999 och att nivån så länge kunde hållas under kontroll genom OPEC:s agerande överraskade många bedömare. Flera faktorer samverkade: efterfrågan var god, lagren i västländerna mindre än normalt och konjunkturen på väg uppåt.

**Prisutvecklingen 1999–2001** inledde en ny fas. Non-OPEC-länderna använder normalt all sin kapacitet. Det nya läge som blev tydligt under 1999 och framåt var att även OPEC-ländernas möjlig-



**Diagrammet visar genomsnittspriser i USD på OPEC:s råoljor från 1999 fram till december 2001.** Terrorattacken den 11 september 2001 dämpade efterfrågan och sänkte prisnivån på oljemarknaden. Källa: EIA.



**Kostnader för produktion och anskaffning av råoljor och substitut.** Källa: IEA, WEO 2001.

het att med kort varsel öka utbudet var begränsat till några få procent av hela marknadens volym. Den överkapacitet som OPEC-länderna haft i mer än 20 år efter sin förlust av marknadsandelar under 1980-talet var i det närmaste fullt utnyttjad. Prispressen på oljemarknaden genom OPEC-ländernas brist på kvotdisciplin, quota cheating, var på god väg att försvinna.

**De mindre OPEC-länderna** använde all sin kapacitet och utbudet kunde styras av några få, stora OPEC-länder med Saudiarabien i spetsen. Regleringen genomfördes med begränsade, snabba justeringar av utbudet och fick stort genomslag i

prisutvecklingen. Bortsett från störningarna vid Kuwaitinvasionen var skillnaden mellan efterfrågan och utnyttjande av all fungerande produktionskapacitet mindre än vid något tidigare tillfälle på över 30 år.

I slutet av år 2000 låg i det närmaste hela världsmarknadens flexibilitet i de ca 2 miljoner fat per dag, knappt 3 procent av hela marknaden, som Saudiarabien disponerade.

Oljemarknaden hade kommit in i en ny fas. Det fanns inte längre många aktörer med omedelbart tillgänglig kapacitet för ökad råoljaproduktion som pressade ned priset.

### OLJEPRISER OCH KOSTNADER

Oljepriset varierade kraftigt under 1990-talet, men höll sig i genomsnitt på en real nivå av cirka USD 17 per fat. Priset låg högt över de direkta produktionskostandena i OPEC-länderna och styrdes av deras behov av statliga intäkter. Pressen nedåt på oljepriset låg oftast i OPEC-ländernas brist på kvotdisciplin som i sin tur berodde på deras stora överkapacitet. Först när marginalen mellan efterfrågan och kapacitet krympt kunde kvotsystemet börja fungera mer permanent.

Återstående möjligheter till utbyggnad av råoljaproduktion utanför OPEC har i regel långa ledtider och relativt höga kostnader. Det går inte heller att öka kapaciteten i samma utsträckning som tidigare. De största OECD-ländernas gemensamma organisation för energisäkerhet, IEA, bedömer att investerings- och driftkostnader för att bygga ut återstående reserver i genomsnitt blir cirka fyra gånger så höga i länderna utanför OPEC som inom OPEC.

**Om och hur** väl OPEC-länderna anpassar sin framtida kapacitet för att möta växande efterfrågan blir nyckelfrågor. Knapphet riskerar att leda till så höga priser att världsekonomin stagnerar. Höga priser tvingar också användarländerna att satsa mer på alternativa energilösningar, vilket kan minska värdet på OPEC-ländernas återstående oljetillgångar.

OPEC-ländernas möjligheter att styra oljepriset

serna på längre sikt gynnas av att de flesta produktionsområden utanför OPEC numera har begränsade möjligheter att snabbt öka sin produktion. Samtidigt måste tydligen OPEC-länderna kunna enas både internt och med nettoexportörer utanför OPEC-kretsen om att begränsa produktionen när efterfrågan minskar.

### PRISER BLIR EN AVVÄGNINGSFRÅGA

Både höga och låga oljepriser kan skada OPEC-ländernas ekonomier. Realt stabila priser kring eller något under den nivå OPEC valde för sitt »prisband« kring USD 25 per fat bedöms av OPEC:s sekretariat vara optimala för de större OPEC-länderna.

Konjunktursvackan från början av 2001 kan vara ett tecken på att denna nivå leder till svagare konjunkturutveckling än om OPEC minskar sina anspråk på oljeinkomster. Sjunkande efterfrågan under 2001 och prisfallet efter händelserna den 11 september visar samtidigt hur snabbt efterfrågan och priser på oljemarknaden kan svänga.

OPEC:s stora andel av nettoexportmarknaden – den del av hela oljeproduktionen som går till länder utan tillräcklig egen produktion – är redan över 75 procent. De större exportländernas åtgärder får därför avgörande inverkan på framtidens oljemarknad.

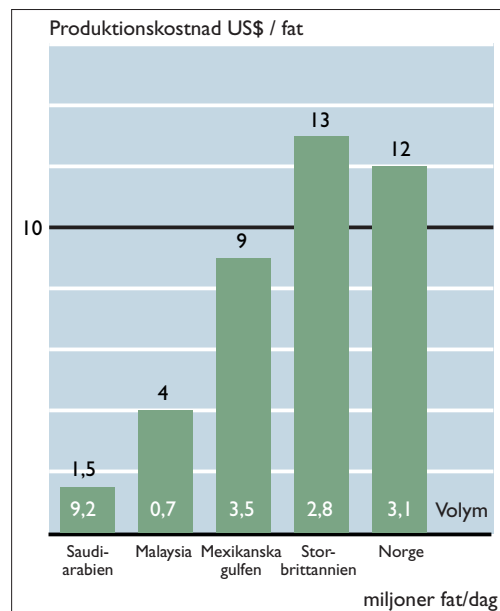
En viktig fråga återstår att belysa: Hur länge finns det reserver nog för att öka uttagen av råoljor och var finns reserverna i så fall?

### OKLAR RESERVRAPPORTERING

En ny situation för rapporteringen av reserverna i världens oljeindustri uppkom då de största oljefyndigheterna i världen nationaliserades på 1970-talet. De uppgifter om »världens reserver« som vanligen citeras i massmedia hämtas från sammanställningar i fackpressen. De bygger på oljeländernas egna uppgifter, som summeras utan kontroll av om de är rimliga. Ett tydligt tecken på att detta kan ge missvisande resultat är att de reserver som uppges för de flesta av OPEC:s medlemsländer höjdes kraftigt när OPEC:s kvotssystem infördes i mitten av 1980-talet. De har i flera fall

### Det kostar mer att producera olja utanför än inom OPEC.

Källa: Olje- og Energidepartementet, og Oljedirektoratet, Norge.



inte ändrats alls eller endast obetydligt i sammanställningarna<sup>5</sup> under de 15 senaste åren, trots ständiga och oftast ökade årliga uttag. De konstanta reservsiffrorna kan bero på att reservuppgifterna påverkar storleken av den »kvot« som länderna tilldelas inom OPEC-organisationen och som alltså påverkar statsinkomsterna.

Så långa perioder med konstanta reserver är knappast realistiska eftersom länderna ökat utta-

### »Reserver« styr produktionen på sikt

Begreppet reserver brukar beskrivas som »den mängd råolja av vanliga kvaliteter som man med nu kända metoder kan utvinna med rimlig ekonomi«. En så vag definition ger utrymme för många tolkningar. Inom branschföretagen och i länder med noggrann uppföljning av oljeverksamheten används mer preciserade definitioner. Man uppskattar då med statistiska metoder osäkerheten i bedömningarna av de många komplicerade geologiska och tekniska faktorer som styr beräkningen av reserverna. Man får löpande fram allt bättre underlag genom ökande tillgång på data från borrningar och olika mätningar under utbyggnad och drift.

Branschföretag och myndigheter i västländer har varit angelägna om att inte lämna överdrivet höga uppgifter om reservernas storlek. Vissa länder bl a USA och Kanada, ställer strikta tekniska krav på reservuppgifter som lämnas från oljebolag för att inte överdrivna värden ska vilseleda myndigheter och investerare. Det är därför naturligt att försiktigt hållna reservuppgifter ökas, sett över tid. Det är egentligen då inte reserverna som ökar, utan en korrigering av de försiktigt hållna uppgifter som lämnats tidigare.

gen av råolja men drivit prospektering och utbyggnad av nya oljefynd på låg nivå. Flera stora OPEC-länder har dessutom varit avskurna från eller själva valt att avstå från internationellt samarbete. De har därför inte haft tillgång till de nyare tekniska hjälpmedlen som utvecklats för att förbättra utvinningsgraden i producerande oljefält.

Även ofta citerade reservuppgifter är därför osäkra. Man tvingas se till källans beskrivning av bakgrunden och hur uppgifterna samlats in för att få en uppfattning om tillförlitligheten.

### **OLJEPRISER, RESERVER OCH KAPACITET**

De två vanligaste frågorna om oljemarknaden är: »Vad kommer oljan att kosta?» och »Hur länge räcker oljan?«. De tidigare avsnitten har redan gett ett svar på den första frågan.

Oljepriserna styrs av balansen mellan tillgång och efterfrågan på marknaden. Prisnivån blir allt mer beroende av de större OPEC-ländernas utbud. De senaste åren markerade att detta inte på längre sikt kan ske med ökat uttag från redan utbyggda produktionsresurser utan blir beroende av investeringar för utbyggnad av ny kapacitet. På längre sikt blir det avgörande om ländernas nationella oljebolag själva kan göra de stora investeringar som behövs för att öka kapaciteten eller öppnar för samverkan med internationella företag så att detta sker. Hur väl den internationella utvecklingen tillåter att en rationell »geopolitik« kan styra investeringar till de områden där de ger bäst resultat kommer att bli styrande för prisnivån.

**Den andra frågan:** »Hur länge räcker oljan?» och de uttalanden som ofta görs om »uthålligheten« leder in på fel spår. Kvoten mellan reserver och produktion, R/P-talet, beskrivs ofta som »uthållighet« med förklaringen att kvoten anger det antal år som reserverna skulle kunna täcka ett oförändrat uttag. Tanken förutsätter att råoljeuttagen kan fortsätta på en konstant nivå till ett mer eller mindre plötsligt slut.

Verkligheten är att all råoljeproduktion följer mönstret att uttagen bara kan ökas till en viss gräns. Försöker man pressa upp uttagen över vad

de geologiska och tekniska förutsättningarna tillåter slår forceringar snabbt tillbaka i form av sjunkande kapacitet och minskar den totala mängd som kan tas ut i fortsättningen. Att försöka »öppna på kranarna« när efterfrågan ökar och priset stiger är därför inget att rekommendera. Sovjetunionen gjorde detta i största tänkbara skala under 1980-talet. Resultatet blev att det som då var världens största produktionsområde förlorade ca 35 procent av sin kapacitet på fem år, 1988–1993. Bara en del av den förlorade kapaciteten har kunnat återställas under de senaste tio åren. Stora investeringar och ökat utnyttjande av modernare metoder har satts in de senaste åren för att höja kapaciteten och förbättra uthålligheten.

OPEC-länderna i Mellanöstern har nu nått uttag av råoljor som motsvarar i det närmaste hela deras samlade produktionskapacitet. De stora reserver de rapporterar – ca 2/3 av vanligen citerade uppgifter om »världens påvisade oljereserver« – kan ge intrycket att de snabbt kan öka sina uttag. Skillnaden mellan »reserver« och i praktiken användbar kapacitet är att det krävs stora investeringar både för att underhålla kapaciteten och ännu mer för att öka den.

**Uppgifter om R/P-tal** är sällan något meningsfyllt mått på hur länge kapaciteten kan behållas. Ökas uttagen, kortas tiden ner till dess att produktionen passerar sin högsta nivå och slår om till minskningar. Under uttömningen faller sedan både reserver och produktion så att kvoten kan hålla sig konstant under en lång tid, medan de årliga uttagen hela tiden minskar. De tal som oftast citeras om cirka fyrtio års »uthållighet« på nuvarande nivå för oljeanvändningen är därför missvisande. Talet har beräknats som ett genomsnitt för hela världen och bortser bl a från att reserverna är mycket ojämnt geografiskt fördelade och att produktionen inte kommer att vara konstant under så lång tid. Basen, de uppgivna reserverna i världen, är också osäkra (se fotnot 6). För att få en mer nyanserad bild måste man undersöka läget långt mer i detalj. Ett ofta använt hjälpmedel är prognoser, baserade på ekonomiska modeller.

# Framtiden

**En lång period med gynnsam oljesituation är på väg att brytas. Den långa perioden med stor permanent överkapacitet inom OPEC-länderna är slut. Under de närmaste två decennierna kommer högre prisnivåer och perioder med återkommande knapphet bli det mest sannolika mönstret. Beredskapen för att möta kriser i oljesektorn måste ges hög prioritet.**

Sverige är anslutet till International Energi Agency (IEA) som är de 25 största OECD-ländernas gemensamma organ för energisäkerhet. IEA samlar in vad som troligen är världsmarknadens mest omfattande och detaljerade uppgifter om oljemarknaden. De analyserar också hur olika faktorer påverkar efterfrågan och hur den reagerar på olika händelser och medlemsländernas policy i energi- och miljöfrågor. IEA ger i samarbete med OECD ut en serie översikter, World Energy Outlook (WEO), som har samma tidsram som IVA:s Energiframsyn. Man ger detaljerade data för utvecklingen under de närmaste tjugo åren och en mer översiktlig bedömning 50 år framåt.

Analysen i WEO 2000 var primärt en bedömning av marknadens efterfrågan. Den senaste, WEO 2001, var mer inriktad på att analysera tillgången på energiråvaror. Båda utgår från en tillväxt i världsekonomin av 2 procent per år som genomsnitt från 1996 fram till 2020. Man avstår från att bedöma om åtgärder kommer att beslutas för att dämpa ökningarna i koldioxidutsläpp m.m. De ekonomiska modellerna som IEA/OECD använder visar då en oljeanvändning som ökar med över 50 procent under de två närmaste decennierna. Från 1997 års nivå ca 75 miljoner fat per dygn skulle oljeanvändningen öka till ca 96 miljoner fat per dygn fram till 2010 och till 115 miljoner fat per dygn 2020.

**De mest tillförlitliga** underlagen för IEA:s uppskattningar av möjlig framtida råoljaproduktion

kommer från non-OPEC-länderna. Behoven av tillskott från OPEC-länderna beräknas därför i princip som skillnaden mellan väntad efterfrågan och maximal möjlig produktion i non-OPEC-länderna. Ökningarna av världens oljeproduktion fram till 2010 skulle då till ca 66 procent behöva komma från OPEC-länder. Mellan 2010 och 2020 bedömer IEA att 94 procent av ökningarna i världens oljeanvändning måste kunna hämtas från OPEC-länder, till största delen från centrala Mellanöstern kring Persiska viken.

OPEC-ländernas produktionskapacitet skulle då behöva växa från nivån 29,8 miljoner fat per dygn 1997 till 44,1 miljoner fat per dygn vid tiden kring 2010 och till 61,8 miljoner fat per dygn till 2020<sup>7</sup>. Av ökningarna inom OPEC skulle 77 procent fram till 2010 behöva komma från Mellanösternländerna och deras andel av ökningen fram till 2020 skulle bli 91 procent. Siffrorna demonstrerar hur avgörande utvecklingen i OPEC och särskilt länderna i centrala Mellanöstern kommer att bli för tillväxt och prisbildning på oljemarknaden.

Bedömare av situationen i Mellanöstern har påpekat att en så snabb ökning av kapaciteten och råoljaexporten som beräknats i IEA:s prognosmodeller förutsätter både så stora nya fynd och investeringar för utbyggnad av produktionsanläggningar med tillhörande infrastruktur att prognoserna knappast är realistiska<sup>8</sup>. De »geopolitiska konsekvenserna« är samtidigt att prisnivå och utrymme för tillväxt på oljemarknaden i praktiken skulle avgöras av några få av Mellanösterns stora oljeexporterande länder.

## FÖRUTSÄTTNINGAR OCH VERKLIGHET

**IEA:s centrala** antaganden i WEO 2000-studierna var jämn ekonomisk tillväxt och stabila oljepriser som hålles lägre än de som gällt de senaste åren då OPEC kunnat kontrollera prisnivån genom

reglering av sin produktion. Konjunkturavmattningen som startade under första hälften av 2001 och fördjupades efter den 11 september markerar att en jämn ökning av tillväxten i världen inte är självklar. Analysen i WEO 2000/2001 visade också att OECD-länderna inte kommer att nå sina Kyoto-åtaganden utan beslut om nya och snabbt insatta miljöåtgärder. Efterfrågan kan därför av flera skäl vara överskattad.

IEA räknar i WEO 2000/2001 fram OPEC-andelen på den framtida oljemarknaden som skillnaden mellan det totala behovet de ekonomiska modellerna visar och det som non-OPEC-länderna väntas kunna producera. Men metoden tvingar till förenklingar: Huruvida OPEC-länderna kommer att öka sin kapacitet i takt med det beräknade marknadsutrymmet – och vilka priser de då siktar till vid sin styrning av utbudet – är öppna frågor.

Även andra oljeprognoiser från större organisationer förutsätter på samma sätt som IEA att oljemarknaden primärt styrs av efterfrågan som i sin tur kontrolleras av världens ekonomiska tillväxt. IEA:s och andra stora organisationers modeller visar med all tydlighet att oljemarknaden blir beroende av nya investeringar, liksom av OPEC-beslut om oljeexportens volym och av stabiliteten i Mellanöstern. Svagheten i denna modell ligger i att man utgår från att efterfrågan är styrande och förutsätter att investeringar och politiska beslut i oljeexportländerna medger utbyggnad av tillräcklig kapacitet för kraftigt ökande uttag. Modellen fungerade så länge som kapaciteten expanderade kraftigt utanför OPEC och länderna inom OPEC hade en stor överkapacitet tillgänglig. Med det läge som demonstrerats de senaste åren är detta inte längre lika givet som tidigare.

**Analysen i WEO 2000 och 2001** redovisar ingen egen bedömning inom IEA av hur stora reserver det finns av konventionella råoljetyper, naturgas och naturgaskondensat. Man hänvisar till reservuppgifterna i en analys, World Petroleum Assessment 2000<sup>9</sup> (WPA 2000), som publicerats av USGS, USA:s geologiska fackmyndighet.

USGS bedömer sina analyser om petroleum-

förekomsterna i världen som de mest omfattande som hittills publicerats. USGS har i första hand försökt bedöma vad som återstår att påvisa genom prospektering. Uppgifterna om vad som är redan påvisat är inte bedömda av USGS utan hämtade från en konsultstudie (Petroconsultants). De konventionella råoljeresurserna i jordskorpan anser USGS vara påvisade till minst ca 75 procent medan insatser för att påvisa naturgas troligen ännu endast påvisat ca 66 procent av de »konventionella« naturgasresurserna. USGS kanske viktigaste resultat är att det inte längre finns några helt okända större områden med geologiska förutsättningar för att innehålla väsentliga petroleumförekomster. Världens resursbas för råolja-produktion börjar bli klarlagd. Analysen bekräftar att Mellanöstern har den största återstående delen av oljeresurserna och den ger samma rangordning som tidigare översikter för övriga områden. Kaspiska havet, djupvattenfynd utanför östra Sydamerika och västra Afrika anses ha de bästa utsikterna att ge nya större tillskott.

#### **RESERVERNA KAN ÄNNU BARA UPPSKATTAS**

**USGS gör ett** antagande om att alla områden utanför USA med hjälp av ny teknik bör kunna nå ett tillägg av ca 70 procent jämfört med de hittills »kända reserverna«. Värdet för reservbasen hämtas då från den konsultstudie som USGS använt som bas för sina värderingar. Antagandet om ett så stort tillskott kan jämföras med de senaste tio årens uppvärderingar med ca 10 procent som kommer att nås i de tio största fälten på norsk sockel, där noggranna bedömningar görs för varje enskilt fyndområde och de nyaste tekniska hjälpmedlen satts in tidigast möjligt. Studien från USGS har därför kritiserats för sina höga totala reservvärderingar<sup>10</sup>.

Kritiken bygger bl a på att världens största fyndigheter varit i drift under lång tid med äldre utvinningsmetoder och att dessa fortfarande används i stor omfattning. Brist på kunskap, modern utrustning och tillgång på kapital för modernisering kommer därför på många håll att lämna en stor del av råoljan kvar i reservoarerna.



Man kan med hjälp av nyare metoder och utrustning bara delvis utvinna den råolja som lämnats kvar efter utvinning med äldre metoder. Många av de större oljeländerna hindras ännu av förbud mot teknik- och kapitalimport eller har själva valt att avstå från internationellt samarbete. Utsikterna för att ett snabbt globalt ökat utnyttjande av ny teknik ska kunna ge de stora tillskott som USGS förutsätter i sin analys (uppmot 70 procent) är därför små. IEA:s analys i WEO 2000/2001 har därför med stor sannolikhet utgått från antaganden om större och snabbare tillgängliga reserver än vad som är realistiskt.

IEA betonade i tidigare analyser, t ex i 1998 års utgåva av World Energy Outlook, att tillgången på råoljor med konventionella kvaliteter måste väntas passera ett maximalt läge mellan 2010 och 2020. Denna värdering stämmer bättre överens med marknadsutvecklingen och den verklighet som demonstrerades av det höga kapacitetsutnyttjandet i världens stora produktionsområden för råoljor under de senaste åren.

#### **UTBLICK MOT 2020**

Det mönster som visade sig gälla på oljemarknaden under 2001 och 2002 är ingen snabbt övergående episod. Försöker man att som Energiframsyn har till uppgift, se tio till tjugo år framåt, pekar både kunskaperna om oljetillgångarnas geografiska fördelning och behoven av stora investeringar i råoljeledet på att ett begränsat utbud av råoljor kan bli ett hinder för en snabbt växande efterfrågan.

Ny teknik för bättre resursutnyttjande har gett lovande resultat, särskilt i nordsjöländerna som varit ledande i att ta fram och tillämpa de nya hjälpmedlen och arbetsmetoderna. Lovande resultat börjar komma också från andra regioner, vilket pekar mot att resurserna skulle kunna utnyttjas mer fullständigt över hela världen. Spridningen av de kvalificerade kunskaper detta kräver och tillgången på den avancerad utrustning som behövs är långt ifrån global. Optimistiska värderingar av vad som »borde« kunna uppnås med de nya hjälpmedlen får gärna stor uppmärksamhet.

Verkligheten ligger troligen någonstans mellan ytterligheterna som markeras av å ena sidan larmrapporter om snar oljebrist och å andra sidan av att ny teknik garanterar underlag för fortsatt snabbt stigande oljeanvändning för flera årtionden framåt.

**Inga helt nya** stora områden har upptäckts sedan man på 1950-talet fann att Alaska och Nordsjön innehöll stora olje- och gasresurser. Mönstret som tidigare beskrivits med en relativt snabb nedgång av råoljetillgången från Nordsjön är en nära förestående förändring som får särskilt stor inverkan i nordvästra Europa. Produktionen i Alaska är sedan en längre tid på snabb nedgång och USA:s oljeimport växer.

Den kaspiska regionen har länge ansetts lovande men lågt utnyttjad. Den bedöms kunna innehålla reserver av råolja och naturgas som ungefär motsvarar Nordsjöregionen i storlek. Transportfrågorna och de politiska förhållandena talar för att utvecklingen kommer att ta lång tid. Intresset från Ryssland, Kina och andra asiatiska länder för den kaspiska regionens olja och naturgas är en ny, geopolitiskt viktig faktor.

Fynd i bl a Afrikas och Sydamerikas kontinentalsocklars yttersta, mycket djupa områden har blivit möjliga att bearbeta genom tillgången på ny teknik för offshoreproduktion under de senaste tio åren. De är de största non-OPEC-fynderna under denna tidsperiod, men är inte stora nog att ändra tendensen till ett snabbt växande beroende av ökad export från Mellanöstern.

Största utsikterna till nya stora fynd och resultat av att använda modernare arbetsmetoder väntas i Mellanöstern. Prospekteringsarbetet som till stor del avbröts vid tiden för nationaliseringarna på 1970-talet har sedan dess oftast drivits på låg nivå. Att åter aktivera detta arbete kommer att ta tid och kan knappast ge utslag i kraftigt ökad produktion på kortare sikt än fem till tio år, bortsett från redan förberedda och troligen delvis startade projekt, främst i Saudiarabien.

**En period med knappare försörjningsläge** har

redan inletts. Förenklingen av den klassiska frågan: »När tar oljan slut?«, leder av flera skäl in på fel spår. Det är inte konstant produktion fram till ett mer eller mindre tvärt slut som förestår. Världens oljeanvändning är däremot nära kapacitetstaket för löpande uttag av normala råoljor. Nya investeringar krävs och skulle ge de största tillskotten om tyngdpunkten läggs i centrala Mellanöstern. Kapaciteten minskar i allt fler av de produktionsområden som ligger nära stora västliga befolkningscentra.

Oljemarknaden vänder knappast till ett permanent knappare läge en gång för alla utan styrs av vilka investeringar som görs och om dessa sätts in i tid för att möta perioder med stigande efterfrågan. Investeringar för att uppgradera äldre produktionsanläggningar för att få ut mer olja kombinerat med utsikterna till nya fynd främst i Mellanöstern kan troligen fram till 2020 tekniskt sett skapa utrymme för att i måttlig takt öka världens oljeanvändning. Risken är att politiska komplikationer hindrar ökande uttag. Den ökande oljeanvändning som indikeras i prognoser som utgår

### De internationella företagen fusionerar

Oljeindustrins svaga lönsamhet har drivit fram en våg av stora sammanslagningar, meta mergers, i oljebranschen. Branschföretagens strategi är tar hänsyn till att oljemarknaden kommer att krympa på längre sikt. Bättre lönsamhet anses nödvändig för att finansmarknaden ska se positivt på de stora investeringar som väntas. Investeringarna i produktionsanläggningar, rörsystem och distribution för naturgas växer, och aktiviteter för att skapa allt mer kompletta energikoncerner markeras av investeringar i t.ex. elproduktion ur naturgas och utveckling av verksamhet på nya områden som solceller och annan förnybar energi.

Ett tecken på att behoven av att modernisera oljeverksamheten brådskar bland både OPEC:s medlemmar och de även de flesta andra oljeländer som nationaliserat sin oljesektor öppnat för nya former av samarbete med internationella oljebolag.

Att ge upp nationell kontroll över oljesektorn kräver svåra politiska omprövningar i oljeländerna. Motståndet mot att på nytt acceptera internationella företag som delägare, eller genom långsiktiga avtal är stort på många håll. De avtal som har börjat tillämpas syftar till att medge internationellt engagemang utan att den nationella suveräniteten över oljetillgångarna överges. Avtalens bindningstid anses dock ofta vara för kort för de mycket långsiktiga investeringar och andra insatser som krävs. Avancerad utrustning och välutbildad personal är internationellt sett bristvaror.

från obruten, snabb ekonomisk tillväxt och i princip oförändrade konsumtionsvanor kommer knappast att kunna infrias.

Stora och långsiktiga investeringar kommer att behövas för att säkra tillgången på oljeprodukter. De förutsätter relativt höga och rimligt förutsägbara oljepriser. Prisfall under konjunkturnedgångar kan hindra de investeringar som behövs, särskilt då de som regel ger utbyte först på längre sikt. Mycket pekar mot en cyklisk utveckling där ekonomiska uppsving bryts av knappare oljetillgång och stigande oljepriser som med viss försening dämpar konjunkturen. De internationella ekonomiska modellernas prognoser om problemfritt växande oljebehov under flera decennier framåt kan knappast mötas i praktiken. Invändningar från miljösynpunkt gör också att åtgärder kan väntas för att bromsa en snabbt ökande oljeanvändning

### UTBLICK MOT 2050

**Under tiden fram** mot 2050 kommer världens oljemarknad att ha utnyttjat tillgångarna av konventionella råoljor så långt, att användningen av dessa är på nedgång. Hur snabbt det sker och vilka geopolitiska effekter det får är starkt beroende av utvecklingen i Mellanöstern. Den svenska marknaden påverkas av att råoljeproduktionen i England och Danmark troligen upphört. Oljeproduktionen i Norge och Ryssland är beroende av att nya fynd görs. Utsikterna i Norge är mest lovande i kontinentalsocklarnas nordligare delar. Både Norge och Ryssland kan väntas göra betydande nya fynd i Barentsregionen. Naturgas och naturgaskondensat från Norge och Ryssland blir de fossila energiråvaror som även i ett mer än femtioårigt tidsperspektiv produceras inom Sveriges närområde.

**Geopolitiska frågor** har en längre tid varit ett dominerande internationellt tema. Högre oljepriser under perioder med knappare tillgång tvingar på längre sikt fram omställningar som minskar behoven av konventionella oljeprodukter. Alternativen kommer, för främst Nordamerikas del, att till växande omfattning bygga på naturgas, som till växande del importerats från arktiska områden och från syd. Vikti-

ga tillskott kommer att uppnås genom utvinning och uppärbetning av tjärsand, asfaltoljor m m till konventionella oljeprodukter. Deras främsta begränsning ligger i höga kostnader för miljömässigt försvarbar utvinning och uppärbetning.

Bränslen till transportsektorn och elförsörjningen i Europa och till Asiens befolkningsrika länder kommer till allt större del att bygga på naturgas. Transportsystem med rörförbindelser för naturgas från Mellanöstern till Asien har troligen byggts ut.

Metan från andra källor används som motorbränslen både direkt och efter att först ha omvandlas till vätskeformiga bränslen. Biogassystem har troligen fått betydelse som transportbränsle, särskilt som det är en lokalt tillgänglig kretslopps-

produkt. Genombrott i transportsektorn för hybridlösningar och bränsleceller som drivkällor i fordonsparken kommer att driva på systemskiftet från råoljor till naturgas som den internationellt sett dominerande energiråvaran.

Kol blir internationellt ett prispressande alternativ med växande betydelse särskilt om miljöproblemen kan behärskas. Användningen av kol för produktion av elektrisk kraft i Asien kan öka markant om investeringar för rörförbindelser för naturgas från Mellanöstern och den kaspiska regionen inte kan genomföras. Kolanvändningen är dock ett reservalternativ så länge miljöeffekterna inte kan dämpas med nya metoder för att begränsa såväl lokala som globala miljöeffekter.

# Noter

1. OPAB – Svensk Oljepropektering AB – undersökte på 1970- och 1980-talet alla svenska sedimentära områden. OPAB:s drygt 350 borrhningar, varav sju till havs i Öresund och Östersjön, visade att det inte finns några utsikter till svensk oljeproduktion.
2. Se Energiläget 2001 från Energimyndigheten: [www.stem.se](http://www.stem.se)
3. Oil & Gas Journal, 27 aug, 2001, sidan 58
4. 25–30 % av all non-OPEC-produktion fram till 1995 och ca 80 % av tillkommande kapacitet från 1995 till 2000 kom från offshorefält enligt IEA:s Global Offshore Prospects to 2000; ISBN 92-64-14886-8
5. De vanligen citerade reservuppgifter hämtas från Oil & Gas Journal, som publicerar en årlig sammanställning. Osäkerheterna i underlaget beskrevs tidigare utförligt, se t ex Oil & Gas Journal, 30 december 30, 1996. Riskerna för att missvisande uppgifter ingår i underlaget återges sällan när siffrorna citeras i andra publikationer som t ex BP:s välkända Statistical Review of World Energy.
6. Se not 5.
7. WEO 2001, sid 38.
8. Se: OPEC Capacity potential needed to meet projected demand not likely to materialize, AM Samsan Bakhtiari. NIOC, Oil & Gas Journal, 9 juli 9, 2001, sidan 67
9. U.S. Geological Survey; ISBN 0-607-94237-1.
10. Is USGS 2000 Assessment Reliable? Jean Laherrere. WEC Cyberconference, [www.oilcrisis.com/laherrere/iiasa\\_reserves.pdf](http://www.oilcrisis.com/laherrere/iiasa_reserves.pdf)

## Referenser

1. Energimyndigheten, [www.stem.se](http://www.stem.se)
2. Svenska Petroleum Institutet, SPI [www.spi.se](http://www.spi.se)
3. Norska Olje- och Energidepartementet, OED [www.oed.dep.no](http://www.oed.dep.no)
4. Norska Oljedirektoratet, OD [www.npd.no](http://www.npd.no)
5. Danska energistyrelsen [www.ens.dk](http://www.ens.dk)
7. DTI, Department of Trade and Industry [www.dbddata.co.uk/bbonline/](http://www.dbddata.co.uk/bbonline/)
8. USA:s officiella organ för energiinformation, EIA [www.eia.doe.gov/](http://www.eia.doe.gov/)
9. International Energy Agency, IEA [www.iea.org](http://www.iea.org)
10. BP-koncernen <http://www.bp.com/index.asp>
11. Oil & Gas Journal <http://ogj.pennnet.com/home.cfm>

## Risk för politiskt utlöst kris på oljemarknaden

Enligt min uppfattning är den resursbas som tryggar världens oljeförsörjning både stor och växande. Det är svårt att förutse stigande priser på grund av sinande oljetillgångar. Ändå är det möjligt, t o m sannolikt, att en oljekris står för dörren – orsakad inte av geologiska eller ekonomiska förhållanden men väl av politiska.

En besvärande omständighet för oljemarknadens stabilitet är att två tredjedelar av världens oljereserver är lokaliserade i Mellanöstern, ett politiskt oroligt hörn av världen. Mycket kan gå snett i denna region. För att renodla, fokuseras det följande resonemanget på Saudiarabien, Mellanösterns oljegigant.

Landet kontrollerar ensamt nästan 40 procent av Mellanösterns oljeresurser och är världens största oljeexportör. Dess västvänliga politik har modererat OPECs återkommande aggressivitet mot oljekonsumenterna. Ökade leveranser av saudisk olja har fyllt gapen vid kriser, t ex då shahen av Iran störtades, när rysk oljeproduktion kollapsade efter 1990 eller för att ersätta den av FN sanktionerade strypningen av utbudet från Irak.

Turbulensen i Mellanöstern, jämte framväxten av militanta muslimska grupperingar som ogillar västvärlden och särskilt USA, skapar uppenbara risker för att den saudiska regimen sopas bort i en våldsam revolution. Kungahuset Al Saud har tappat en del av sin legitimitet inför rättroende muslimer, framför allt på grund av sitt militära samarbete med USA. En notis i New York Times i januari i år stämmer till eftertanke: Enligt en opinionsmätning bland utbildade saudiska män mellan 20 och 45 år, genomförd en månad efter terrorattacken i USA, påstås 95 procent stödja bin Ladens sak.

Att en politisk revolution i Saudiarabien får omfattande återverkningar på oljemarknad, oljekonsumenter och världsekonomi är uppenbart. En bedömning av konsekvenserna framstår följaktli-

gen som angelägen. Revolutionära processer är ofta okontrollerbara. Många oväntade saker kan hända. Men en bedömning av följderna kräver specifika antaganden om händelseförloppet.

Förra året producerade Saudiarabien 8,5 miljoner fat olja per dag av 77 miljoner totalt i världen. Landet svarade för omkring 17 procent av världsexporten. Anta, dramatiskt, att revolutionärerna som tar över, är religiösa fanatiker med svaga materiella intressen, och att de stänger landets hela oljeindustri. Anta vidare att de hotar spränga anläggningarna vid utländsk invasion, så att en internationell militärinsats blir meningslös. Anta också, optimistiskt, att övriga länder på Arabiska halvön fortsätter producera ostört. Anta slutligen att den saudiska produktionen kommer igång i betydande skala, men först efter två års avbrott när revolutionärerna sent omsider insett att oljeinkomster gagnar också deras intressen.

Det saknas inte helt förebilder till vad som kunde hända. Revolutionen i Iran och det efterföljande kriget med Irak vid inledningen av 1980-talet, reducerade under ett par år de två ländernas utbud med uppåt 5 miljoner fat olja om dan, också det omkring 17 procent av dåtidens världshandel. Saudierna kompenserade inte den gången, ty de var vid tillfället aktivt inbegripna i OPECs aggressiva prispolitik. Priserna steg till närmare 50 dollar per fat i årssnitt mätt i dagens penningvärde – två och en halv gång så mycket som hittills under 2002. Extremvärdena hamnade förstås ännu högre.

Effekterna på världens energimarknader av en saudisk utbudskollaps skulle troligen bli snarlika dem för 20 år sedan. Priser kring 50-dollarsnivån kan förväntas medan den saudiska produktionen står stilla och mycket högre under kortare perioder av nervositet.

De som fortfarande är ensidigt beroende av olja, t ex transportsektorn, skulle få det särskilt

svårt. Den tekniska utvecklingen för att spara olja och annan energi skulle få en kraftfull stimulans. En ny generation av mycket bränslesnålare bilar skulle se dagens ljus, oavsett oljeprisets utveckling på längre sikt. Total efterfrågan på energi i allmänhet, och olja i synnerhet, skulle gå ned. Det klimatavtal som träffats i Kyoto i slutet av 1997 och som hittills mest lett till politiskt munväder, skulle äntligen ha en realistisk chans att bli genomfört.

Incitamenten till investeringar i nytt energiutbud, av olja eller annat, utanför OPECs räckvidd skulle bli utomordentligt starka. När dessa investeringar burit frukt, skulle kartellens marknadsmakt urholkas. Liksom i början av 1980-talet skulle världen gå ur oljekrisen med ett minskat beroende av energi och olja och av OPEC.

Den förra oljekrisen fick mycket allvarliga och långdragna makroekonomiska konsekvenser. Inflationen blev hög under 1980-talet och tillväxten hämmades. Det var egentligen först efter det att OPEC ändrade sin politik och oljepriserna kollapsat 1986 som den ekonomiska expansionen kunde ta fart.

Även om den nya oljekrisen blir av samma dignitet som den tidigt på 1980-talet blir dess makroekonomiska följder lättare att hantera. I början av 2000-talet är världen mindre beroende av olja än 20 år tidigare. Av tabellen framgår att 1980 behövde såväl OECD i sin helhet som Sverige anslå drygt 20 procent av sina exportintäkter till betal-

ning av oljeimporten. År 2000 hade andelen krympt väsentligt.

Notan för oljeimporten i förhållande till BNP har också fallit med mer än två tredjedelar under 20-årsperioden. De rika marknadsekonomierna är i dag mycket mindre känsliga mot oljechocker än vad de var på 1980-talet. Detsamma gäller, om än inte lika utpräglat, för resten av världen.

**Tabell. Oljeberoendet i OECD och Sverige 1980 och 2000**

	OECD		Sverige	
	1980	2000	1980	2000
Oljeimport/total export, procent	20,6	6,4	21,0	3,7
Oljeimport/BNP, procent	3,4	1,0	5,1	1,4

I. Exklusive Mexiko, Sydkorea, Polen, Slovakien, Tjeckien och Ungern.

Allvarliga, politiskt orsakade oljekriser är sålunda sannolika. Priset kan flerdubblas, med kaos på oljemarknaden som följd. De näringar och nationer som alltjämt är oljeberoende får stora bekymmer. Men framtida kriser får inte samma makroekonomiska dignitet som förra gången det begav sig. Och det är osannolikt att oredan blir bestående. Efter ett tag kommer även de mest radikala revolutionärer att skruva på oljekranarna igen för att trygga sina befolkningars materiella välfärd. Då återgår priset till den lägre nivå som motiveras av kontinuerligt fallande produktionskostnader. Och världen går ur krisen med ett sänkt oljeberoende, samtidigt som OPEC förlorar ännu mer av sin marknadsmakt.



## **Olja – Tillgång och prisutveckling**

Denna faktaöversikt behandlar de närmaste decenniernas utveckling av tillgången på olja, samt förväntade förändringar vad gäller prispåverkande faktorer.

Under tidsperioden kan världen tvingas att ställa om till minskande tillgång på råolja, vilket innebär ett energihistoriskt trendbrott med stora konsekvenser. Allra störst är oljeberoendet inom transportsektorn.

Balansen mellan tillgång och efterfrågan blir allt knappare. De bästa möjligheterna till den snabba och kraftiga ökningen av produktionen som förefaller att behövas finns i det politiskt instabila Mellanöstern, vilket ökar riskerna för störningar.

Nordsjäländerna har länge stått för en stor del av råolförsörjningen till Sverige, men regionens produktion har nu nått sin högsta nivå och börjar istället att avta. Kvaliteten på tillgängliga råoljor kommer därmed att försämrats, och riskerna för störningar ökar genom ett växande beroende av mer avlägsna och politiskt instabila områden.

## **Energiframsyn Sverige i Europa**

Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien, IVA, är en oberoende arena för kunskapsutbyte. Genom att initiera och stimulera kontakter mellan olika kompetensområden och över nationsgränser fungerar akademien som gränsöverskridande brobyggare mellan näringsliv, forskning, förvaltning och olika intressegrupper.

IVA-projektet »Energiframsyn Sverige i Europa« belyser det svenska energisystemet ur framför allt ett europeiskt men även ett globalt perspektiv. Det europeiska är viktigt mot bakgrund av pågående avregleringar och genom att el- och gasnät knyts samman i allt större regioner. Klimatfrågan motiverar ett globalt perspektiv.

Genom att blicka framåt i tiden vill IVA stimulera till intressanta och balanserade diskussioner genom att ge nya insikter och tankeväckande men trovärdiga och realistiska framtidsbilder av det svenska energisystemet som en del av Europas.

Energiframsyn vänder sig till beslutsfattare inom förvaltning, näringsliv och forskning men också till en vidare krets av personer, som arbetar med eller intresserar sig för energifrågor.

I detta arbete har en skriftserie om ett antal populärt hållna rapporter med dagens fakta och med en bedömning av utvecklingen i ett 20-årsperspektiv tagits fram för att ge underlag till Energiframsyns framtidsbilder. Denna skrift ingår i serien Energiframsyns Faktarapporter.

